

Mario Brkić, dipl.ing.el.
HEP – ODS d.o.o., Elektra Vinkovci
mario.brkic@hep.hr

Mr.sc. Marina Čavlović, dipl.ing.el.
HEP – ODS d.o.o., Elektroslavonija Osijek
marina.cavlovic@hep.hr

Matej Cvitanović, dipl.ing.el.
HEP – ODS d.o.o., Elektra Zagreb
matej.cvitanovic@hep.hr

ELABORAT OPTIMALNOG TEHNIČKOG RJEŠENJA PRIKLJUČENJA ELEKTRANE NA SREDNJENAPONSKU MREŽU

SAŽETAK

Temeljem Pravilnika o naknadi za priključenje na elektroenergetsku mrežu i za povećanje priključne snage [3], tehničke uvjete i troškove priključenja elektrane na srednjonaponsku (SN) mrežu operator distribucijskog sustava (operator) utvrđuje na temelju Elaborata Optimalnog Tehničkog Rješenja Priključenja (EOTRP).

U posljednje tri godine u nadležnosti HEP-ODS-a izrađeno je više od 100 EOTRP-a. Dio iskustava stečenih kroz provedene analize pretočen je u ovaj referat. Opisana su stanja mreže za koja se provodi analiza u cilju utvrđivanja optimalnog tehničkog rješenja priključenja elektrane na SN mrežu. Opisani su primjenjivani kriteriji za donošenje odluke o odabiru optimalnog tehničkog rješenja priključenja.

Referat obuhvaća i primjere iz prakse donošenja odluke o optimalnom tehničkom rješenju priključenja. Pokazano je do koje se mjere situacija usložnjava rastom broja elektrana u lokalnoj mreži, te da bez detaljne analize nije moguće pretpostaviti koje će od mogućih rješenja biti optimalno.

Ključne riječi: elektrana, srednjenaponska distribucijska mreža, kriteriji, optimalno tehničko rješenje priključenja, elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja

STUDY OF OPTIMAL TECHNICAL SOLUTION FOR CONNECTION OF POWER PLANT TO THE MEDIUM VOLTAGE NETWORK

Based on the *Regulations on the fee for the connection to the network and for the increase of the connected power*, [3], the technical solution (and its costs) for power plant to network connection is determined by the study of optimal technical solution for connection of power plant to the medium voltage network (Study).

In the last three years, under the jurisdiction of the HEP-ODS, more than 100 Studies were made. Part of the experience gained through these Studies is transferred to the paper.

The paper gives network conditions analyzed to determine the optimal technical solution of power plant network connection. The criteria applied in the decision making process of selecting the optimal technical solution are given. The application of the elaborated approach is illustrated by real case scenarios. The paper shows the extent to which the situation becomes complicated by increasing the number of power plants in the local network. It proves that the detailed analysis is necessary to determine which of the possible solutions will be optimal.

Key words: power plant, medium voltage distribution network, criteria, optimal technical solution for connection, study of optimal technical solution of connection

1. UVOD

Elaborat optimalnog tehničkog rješenja priključenja (EOTRP) je analiza elektroenergetske mreže u cilju utvrđivanja optimalnog tehničkog rješenja priključka elektrane i stvaranja tehničkih uvjeta u postojećoj mreži. EOTRP uz analizu mreže prije i nakon priključenja elektrane daje i pregled mogućih varijanti priključka i stvaranja tehničkih uvjeta u mreži, utvrđuje optimalni način priključenja elektrane na mrežu, te uvjete i moguća ograničenja pogona elektrane. Za razliku od priključenja kupca, prema [3] proizvođaču (elektrani) naknada za priključenje uvijek se temelji na stvarnim troškovima priključenja, te stoga EOTRP sadrži i preliminarnu procjenu troškova priključenja, kao okvirni pokazatelj ukupnih troškova koje će elektrana imati na ime priključenja na mrežu.

EOTRP nije obvezujući za investitora elektrane (investitor nema obvezu izgradnje elektrane za koju je izrađen EOTRP), kao ni za operatora („životni vijek“ optimalnog tehničkog rješenja priključenja određenog EOTRP-om ovisi o promjenama svih činitelja okolnosti u mreži, a operator je dužan „čuvati“ utvrđene uvjete u mreži tek nakon izdavanja PEES).

Smisao EOTRP-a je utvrditi može li se i pod kojim uvjetima priključiti određena elektrana (poznate vrste, poznate priključne snage na poznatoj lokaciji) na SN elektroenergetsku mrežu. EOTRP je nužan preduvjet za izdavanje prethodne elektroenergetske suglasnosti (PEES), koja se temelji na optimalnom tehničkom rješenju priključenja elektrane definiranom u EOTRP-u. Svako PEES za priključenje elektrane na SN mrežu prethodi EOTRP. Kako se PEES izdaje u upravnom postupku ishođenja lokacijske dozvole (rješenje za građenje) elektrane, to znači da svakom upravnom postupku prethodi jedan EOTRP i temeljem njega izdana PEES. Dosadašnja praksa je pokazala da je najbolje izraditi EOTRP u što ranijoj fazi projekta izgradnje elektrane.

Investitoru elektrane EOTRP omogućava izradu kompetentne studije isplativosti izgradnje postrojenja elektrane, kao i pravodobnost donošenja eventualne odluke o promjeni lokacije elektrane te izradu idejnog projekta elektrane koji je već usklađen s optimalnim tehničkim rješenjem priključenja.

Problematiku priključenja elektrana na SN mrežu određuje niz propisa [1], [2], [3], [4], [5]. Prema [1] na SN mrežu priključuju se elektrane priključne snage od 500 kW do uključivo 10 MW. Na SN mrežu dozvoljava se priključenje i elektrana manje priključne snage, ovisno o parametrima elektrane i situaciji u postojećoj elektroenergetskoj mreži. Gornja granica od 10 MW u praksi nije "kruta", a za granične slučajeve mjesto priključenja definira se sporazumno između operatora distribucijske mreže i operatora prijenosne mreže. Dakle, EOTRP-i se u načelu izrađuju za elektrane od 500 kW do 10 MW.

Optimalno tehničko rješenje priključenja elektrane mora pomiriti zahtjeve i operatora distribucijskog sustava (operator) i korisnika mreže, te biti optimalno za obje strane. Za operatora je tehničko rješenje priključenja optimalno ako ispunjava slijedeće uvjete: priključenjem elektrane nije narušena stabilnost pogona i raspoloživost mreže, parametri i okolnosti u mreži su unutar dopuštenih granica, tehničko rješenje je usklađeno s planovima razvoja mreže, njime su minimizirani negativni učinci priključenja elektrane na distribucijsku mrežu, te ako se priključenjem elektrane ne umanjuju stečena prava ostalim korisnicima mreže. Za korisnika mreže tehničko rješenje priključenja je optimalno kada su ukupni troškovi priključenja minimalni uz maksimalnu raspoloživost mreže, kojom mu je omogućena neometana i neprekinuta isporuka proizvedene električne energije u mrežu za ciljanu priključnu snagu.

2. STATISTIČKI POKAZATELJI

Do 1. ožujka, 2012. godine izrađeno je u nadležnosti HEP-ODS-a ukupno 105 EOTRP-a (daljnjih 25 EOTRP-a bilo je tada u fazi izrade). Dakle, utvrđeno je optimalno tehničko rješenje priključenja za 105 elektrana ukupne priključne snage 241 MW (a u izradi - još dodatnih 35 MW).

Poražavajuća je činjenica da je od analiziranih 105 elektrana priključne snage 241 MW do sada u pogonu samo 12 elektrana ukupne priključne snage 47,7 MW, dakle, realizacija je ispod 20%, iako je za čak 55 elektrana ukupne priključne snage 130 MW već izdana PEES. Veliki broj investitora elektrana je odustao nakon ishođenja PEES, ali, na žalost, kako su PEES još važeće, operator mora „čuvati“ njima PEES-om dodijeljene mrežne resurse. Nadalje, time je fiktivno „blokirano“ optimalno priključenje novih elektrana, dok elektranama koje su odustale ne istekne važenje PEES. To posljedično uzrokuje stvaranje privida o nedovoljnoj zalihnosti u sustavu, iako se ne radi o stvarnom opterećenju sustava.

Tablica I. Podaci o izrađenim EOTRP-ima (stanje 01.03.2012.)

Vrsta elektrane	Podjela EOTRP-a po priključnoj snazi elektrana						Ukupno	
	≤ 1 MW		1,001 do 5 MW		5,001 do 10 MW			
	Broj elektrana	P (MW)	Broj elektrana	P (MW)	Broj elektrana	P (MW)	Broj elektrana	P (MW)
Biomasa	21	24,026	11	40,190	4	30,400	36	94,616
Bioplin	25	24,440	4	8,500	2	16,000	31	48,940
Kogeneracija	6	5,510	2	7,860	-	-	8	13,370
Sunčana	16	14,039	4	14,490	3	20,000	23	48,529
Vjetroelektrana	-	-	-	-	3	26,850	3	26,850
Hidroelektrana	1	0,112	1	1,400	-	-	2	1,512
Ostalo (geotermalna, deponijski plin)	-	-	2	7,210	-	-	2	7,210
Ukupno	69	68,127	24	79,650	12	93,250	105	241,027

3. ČIMBENICI KOJI ODREĐUJU TEHNIČKO RJEŠENJE PRIKLJUČENJA ELEKTRANE

Tehničko rješenje priključenja elektrane na elektroenergetsku mrežu obuhvaća tehničko rješenje priključka i tehničko rješenje stvaranja uvjeta u mreži. Tehničko rješenje priključenja elektrane podrazumijeva da priključena elektrana ispunjava uvjete primjerenog paralelnog pogona s mrežom (kvaliteta električne energije, proizvodnja jalove energije u dopuštenim granicama ($\cos \varphi$), zaštita itd.).

Tehničko rješenje priključenja elektrane ovisi o više čimbenika. Osnovni čimbenici su parametri same elektrane, od kojih su najbitniji:

- priključna snaga elektrane,
- lokacija elektrane,
- vrsta elektrane,
- broj obračunskih mjernih mjesta (OMM) na lokaciji.

Priključna snaga elektrane, uz lokaciju elektrane, najviše utiče na tehničko rješenje priključenja elektrane. Bitan parametar u određivanju konfiguracije susretnog postrojenja je i broj OMM-a koje proizvođač zahtijeva. Tehničko rješenje (susretnog postrojenja) je najjednostavnije kada proizvođač želi jedno OMM (preko dvosmjernog brojila) za predaju viška proizvedene električne energije u mrežu, što u praksi nije učestalo, zbog propisa koji reguliraju poticanje samo proizvedene električne energije iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije [6] - [9] koja je predana u mrežu. Neki proizvođači traže odvojena OMM za proizvodnju, odnosno vlastitu potrošnju elektrane. Na taj se način nameću dodatni zahtjevi na mrežu, jer je ona opterećena, za proizvodnu jedinicu iste snage, većom priključnom snagom proizvođača (priključna snaga nije snaga elektrane umanjena za vlastitu potrošnju, nego puni iznos snage elektrane), što je značajno za elektrane značajne vlastite potrošnje (bioplin, biomasa, kogeneracija). Dodatni problemi se javljaju kod elektrana koje zahtijevaju više od dva OMM proizvođača na naponskoj razini 10(20) kV, a u cilju maksimalne zarade od proizvedene električne energije, jer se u tom slučaju SN konfiguracija susretnih postrojenja ne može izvesti tipiziranom opremom (konfiguracijom spojno+mjerno+vodno polje s prekidačem za odvajanje prema elektrani) smještenom u tipiziranu građevinu, za što se u jednoj fazi istraživanja moguće tipizacije susretnih postrojenja nastojalo razviti posebnu koncepciju susretnih postrojenja [10].

Drugi važan čimbenik, o kojem ovisi tehničko rješenje priključenja elektrane, je postojeća elektroenergetska mreža na koju se elektrana može priključiti. Najvažniji su parametri mreže:

- konfiguracija mreže u blizini elektrane,
- raspored i priključna snaga postojećih elektrana u lokalnoj mreži,
- udaljenost mreže od planirane lokacije elektrane,
- opterećenje mreže (dnevni dijagram opterećenja),
- zalihost u nadređenoj transformaciji i prienosnoj moći vodova,
- udaljenost nadređene TS s automatskom naponskom regulacijom (kruta mreža),
- plan razvoja mreže
- priključci u realizaciji.

Usporedbom opterećenja u postojećoj mreži s priključnom snagom elektrane utvrđuje se relativni značaj elektrane u lokalnoj mreži, čime je određen intenzitet utjecaja elektrane na mrežu. Bitno je razmotriti postoji li u mreži razmatranoj za priključak elektrane već priključena elektrana ili se planira priključenje elektrane, jer se u tom slučaju analize i kriteriji kod donošenja tehničkog rješenja priključenja elektrane bitno usložnjavaju. U slučaju da je za elektranu već izdana prethodna elektroenergetska suglasnost (PEES), operator je dužan „čuvati“ zalihnost u mreži koja prema uvjetima i tehničkom rješenju priključenja opisanom u PEES „pripada“ elektrani, u roku važenja PEES (2+2 godine, prema [2]). Stoga se elektrane s važećim PEES u analizi mreže tretiraju kao postojeći proizvođač.

4. EOTRP

4.1. Proračuni u EOTRP-u

Opseg mreže razmatrane EOTRP-om ovisi, osim o tokovima snage u lokalnoj mreži (razmatra se mreža u kojoj se osjeti utjecaj elektrane), i o nadređenoj transformatorskoj stanici (TS) najbližoj elektrani s mogućnošću naponske regulacije, odnosno održavanju približno fiksnog napona, uz uvažavanje najvećeg pada napona duž voda u najranjivijem izvodu trafopodručja (u maksimumu potrošnje bez proizvodnje elektrana, ali uz maksimalnu potrošnju elektrana), čime je ograničen raspoloživi raspon naponske regulacije energetskog transformatora u nadređenoj TS.

Budući da je operator obavezan propisima preuzimati svu proizvedenu energiju od povlaštenog proizvođača (unutar dopuštene priključne snage), priključak proizvođača treba zadovoljiti i kriterij n-1 (treba osigurati osnovni i pričuvni smjer evakuacije energije u mrežu).

Opseg proračuna definiran je studijskim zadatkom za izradu EOTRP-a. Između ostalog, obuhvaća proračun kratkog spoja, te proračun i analizu tokova snaga (analiza strujno-naponskih okolnosti) razmatrane mreže u postojećem i budućem stanju (uključivo sa svim elektranama čije je priključenje razmatrano (imaju EOTRP), a mjesto priključenja im je u mreži obuhvaćenoj ovim EOTRP-om) za normalno i n-1 uklopno stanje za svaku razmatranu moguću varijantu priključka za slučajeve:

- a) maksimalna potrošnja elektrane, bez proizvodnje elektrana, u maksimumu potrošnje
- b) maksimalna proizvodnja elektrana, bez potrošnje elektrane, u minimumu potrošnje.
- c) nagli nestanak proizvodnje (ispad elektrane pri maksimalnoj proizvodnji) u maksimumu potrošnje
- d) ovisno o vrsti elektrane, analize se provode i na razini preklapanja dnevnog dijagrama proizvodnje i dnevnog dijagrama potrošnje (npr. za sunčane elektrane analiza tokova snaga temelji se na dnevnom dijagramu opterećenja za karakterističan ljetni i zimski dan, kojemu se superponiraju dnevni dijagrami proizvodnje svih razmatranih elektrana)
- e) međudjelovanje svih elektrana u razmatranoj mreži.

Za optimalnu varijantu priključka EOTRP-om se utvrđuje optimalno n-to i pripadajuće n-1 uklopno stanje razmatrane buduće mreže, te utvrđuju okvirni troškovi priključenja.

Ukoliko provedena analiza pokaže da u mreži, zbog zauzeća resursa mreže elektranama za koje je izrađen EOTRP (ali nije izdana PEES), ne postoje uvjeti za priključenje elektrane, proračuni se ponavljaju, ali uzimajući u obzir kao postojeće samo elektrane koje imaju PEES (jer EOTRP nije obvezujući za operatora, ali PEES jest).

U slučaju da se radi „lova na poticaje“ na jednoj lokaciji pojavljuje elektrana koja je fiktivno pretvorena u više elektrana, svaka od njih mora se tretirati kao nezavisna o ostalima, s nepoznatom dinamikom izgradnje (redosljedom priključenja), te nezavisnim priključkom. To bitno usložnjava analizu, jer se za svaku od elektrana mora razmatrati postoje li uvjeti u mreži za njeno priključenje ako razmatrana elektrana prva iz grupe elektrana zatraži PEES, ako zatraži kao druga, i tako do posljednje. Dakako, kada bi za sve njih bili već stvoreni uvjeti u mreži, bilo bi dovoljno analizirati samo istodobno priključenje svih elektrana, no, kako se radi o superponiranju utjecaja (i zahtjeva na uvjete u mreži), redovito se događa slijedeći scenarij: za priključenje prve elektrane postoje uvjeti u mreži; za slijedeću elektranu treba stvarati uvjete u mreži, obično povećavanjem prijenosne moći magistralnog voda; za treću elektranu niti ovaj „pojačan“ vod nije dostatan, tako da se za nju mora graditi ili sasvim novi magistralni vod, ili spojni vod na drugi izvod, ili npr. čitav izvod mora prijeći s 10 kV na 20 kV, a ponekad se mora zamjenjivati i transformator u nadređenoj TS, jer slijedeća elektrana premašuje instaliranu snagu energetskog transformatora preopterećujući ga u suprotnom (uzlaznom) smjeru. Daljnji je korak da se napušta naponska razina 10(20) kV, pa se za slijedeću elektranu gradi sasvim novi vod 35 kV. Dakako da se prije ovako drastičnih zahvata na stvaranju uvjeta u mreži analiziraju sve manje dramatične opcije, što najčešće uključuje sve varijante promjene uklopnog stanja lokalne mreže, sve do presijecanja izvoda u

kojeg se elektrane interpoliraju na dva, kako bi se i njihov utjecaj podijelio na npr. dva izvoda. Apsurdno je da je redovito zahvat koji se mora raditi za posljednju elektranu dostatan i za priključenje svih prethodnih elektrana, ali kako se elektrane pojavljuju kao nezavisne elektrane, nezavisno idu u upravni postupak, tako se i priključuju, te je nemoguće prvoj uvjetovati stvaranje uvjeta u mreži koji za njenu priključnu snagu nisu potrebni. Situacija je tim ozbiljnija što se takvi projekti pojedinačno prodaju nakon ishođenja PEES, te je dinamika njihove izgradnje uistinu nepredvidiva.

Poseban problem po ovom pitanju su gospodarske/poslovne zone u kojima se sve više grade isključivo elektrane, te nastaju homogene energetske zone bez ijednog kupca u zoni, isključivo proizvođači energiju i praveći tako „otoke“ proizvodnje udaljene od ikakvog svojoj proizvodnji primjerenog konzuma. I dok je smisao distribuiranih izvora raspršiti proizvodnju na male proizvodne jedinice smještene u sebi primjerenom težištu lokalnog konzuma, praksa pokazuje da je iznimno rijetko lokalna potrošnja barem približno dorasla lokalnoj proizvodnji.

4.2. Kriteriji za odabir optimalnog tehničkog rješenja priključenja

Varijanta tehničkog rješenja priključenja uključuje odabir mjesta priključenja, te mjesta i konfiguracije susretnog postrojenja, a smatra se mogućom ako u razmatranim stanjima mreže zadovoljava slijedeće uvjete:

- Moguć je trajni pogon elektrane-korisnika mreže (proizvođača/kupca), odnosno opskrba/preuzimanje električne energije prema zatraženoj priključnoj snazi korisnika mreže (u oba smjera) u normalnom uklopnom stanju mreže i uz mogućnost zadovoljenja kriterija n-1 (osim iznimno).
- Strujno-naponske okolnosti na svim mjestima u razmatranoj mreži se zadržavaju unutar dopuštenih po Mrežnim pravilima [1], (iznosi napona, $\cos \varphi$), te nema preopterećenja elemenata mreže.

Načela odabira varijante mogućeg tehničkog rješenja priključenja za daljnju analizu:

- Jednostavnost tehničkog rješenja: tehničko rješenje ne smije komplicirati vođenje mreže, treba pojednostaviti postojeću mrežu (izbjegavanje dvostrukih petlji, složenih susretnih postrojenja).
- Izvedba tehničkog rješenja priključenja moguća je tipiziranom (tipskom) opremom.
- Tehničko rješenje treba biti optimalno uklopljeno u postojeću elektroenergetsku mrežu, donoseći unapređenja postojećoj mreži (konfiguracija i pogon).
- Elektrana svojim priključenjem ne smije umanjiti stečena prava postojećih korisnika mreže.
- Svaka elektrana mora imati priključak čija realizacija neće ovisiti o realizaciji priključaka drugih korisnika mreže (svaka svoj priključak)
- Svaka elektrana treba imati svoje susretno postrojenje ili se za potrebe priključenja elektrane treba dograditi postojeće HEP-ovo postrojenje.
- SN susretnim postrojenjima treba osigurati kriterij n-1, osim ako izvedba nije tehnički opravdana.

Kriteriji odabira optimalne varijante priključka:

- Pozitivan (ili što manji negativan) utjecaj elektrane na naponske okolnosti u mreži
- Minimalni gubitci u mreži (u normalnom uklopnom stanju)
- Zadržavanje stečenih prava postojećih korisnika mreže
- Mogućnost zadovoljenja kriterija n-1
- Minimalni troškovi priključenja (priključka i stvaranja uvjeta u mreži)
- Minimalno vrijeme realizacije priključenja (vrijeme realizacije priključka i stvaranja uvjeta u mreži), uvažavajući izvedbu tipiziranom (tipskom) opremom, kao i prostorno-planska ograničenja
- Ostali relevantni tehno-ekonomski i imovinsko-pravni kriteriji koji uvjetuju izvedivost priključka.

5. TEHNIČKO RJEŠENJE PRIKLJUČENJA ELEKTRANE

Tehničko rješenje priključenja elektrane na elektroenergetsku mrežu operatora obuhvaća tehničko rješenje priključka i tehničko rješenje stvaranja uvjeta u mreži.

5.1. Priključak

Priključak čine elektroenergetski objekti od (uključivo) obračunskog mjernog mjesta (OMM) i prekidača za odvajanje do postojeće elektroenergetske mreže. Priključak se sastoji od priključnog voda i susretnog postrojenja.

Priključni vod povezuje susretno postrojenje s postojećom elektroenergetskom mrežom. Priključni vod može biti: radijalan (susretno postrojenje je krajnja točka priključnog voda), interpolacija (susretno postrojenje je prolazna točka jer je interpolirano u postojeću mrežu po principu ulaz-izlaz na postojeći vod) ili kombinacije prve dvije varijante. Moguć je priključak bez priključnog voda (OMM je u VP postojeće TS.)

Susretno postrojenje je krajnja točka priključka u kojoj je smještena priključno-mjerna oprema. Susretno postrojenje se, između ostalog, sastoji od OMM i uređaja za odvajanje (prekidač za odvajanje) mreže od elektrane. OMM je na mjestu primopredaje energije. Iza OMM, prema elektrani, na mjestu razgraničenja vlasništva, nalazi se prekidač za odvajanje i služi za odvajanje elektroenergetske mreže od elektrane. Susretno postrojenje mora biti u sustavu daljinskog vođenja.

5.2. Tehnički uvjeti u mreži

Stvaranje tehničkih uvjeta u mreži obuhvaća sve zahvate u postojećoj mreži koji su nužni za prihvatanje proizvedene električne energije iz elektrane (te opskrbu elektrane kao kupca). Ovi zahvati najčešće su zahvati na povećanju prijenosne moći dionica postojećih vodova (često se lokacija elektrane nalazi na kraju postojeće elektroenergetske mreže gdje su i presjeci vodova manji nego u početnim dionicama izvoda), izgradnja novih dionica unutar postojeće mreže ili zahvati u napojnim transformatorskim stanicama (ugradnja usmjerene nadstrujne zaštite, zamjena energetskog transformatora većim, promjena načina uzemljenja zvjezdišta transformatora, izmjene plana podfrekventnog rasterećenja sustava, zamjene prekidača automatske naponske regulacije energetskog transformatora). Ponekad su potrebni složeni zahvati kao što je prelazak dijela mreže na drugu naponsku razinu (s 10 kV na 20 kV), dok je ponekad potrebno provesti vrlo složene analize jer je potrebna promjena normalnog uklopnog stanja čitave lokalne mreže, koja često obuhvaća više trafopodručja, a ponekad i više distribucijskih područja.

6. PRIMJERI

6.1. Primjer 1: mE nazivne snage 10 MW, s vlastitom potrošnjom 0,3 MW

6.1.1. Postojeće stanje

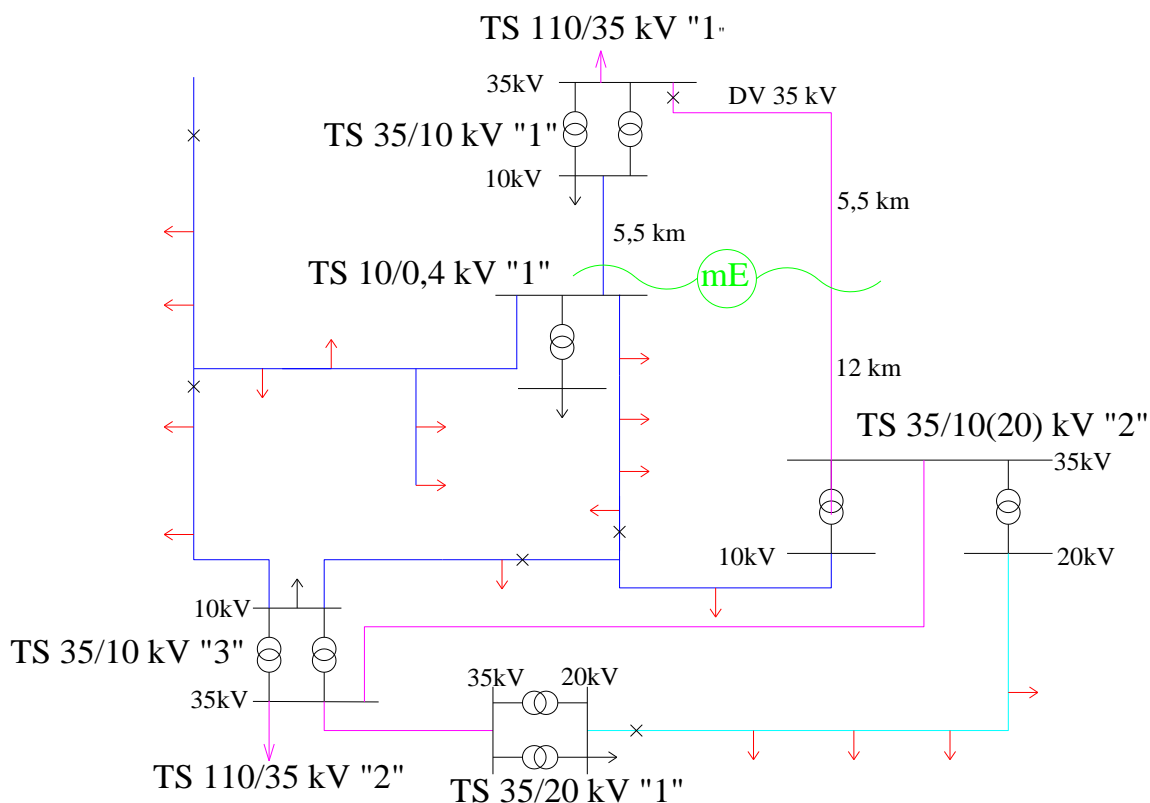
Planirana lokacija elektrane (mE) na bioplin nalazi se u neposrednoj blizini postojećih elektroenergetskih vodova nazivnog napona 10 kV i 35 kV. Od najbliže TS 35/10 kV lokacija mE udaljena je oko 5,5 km. Ujedno je ovo i duljina 10 kV izvoda na kojemu do navedene lokacije nije priključena niti jedna TS 10/0,4 kV. Sav konzum promatranog 10 kV vodnog polja nalazi se „iza“ planirane lokacije mE, te iznosi 0,4 MW u minimumu i 1,4 MW u maksimumu. Strujno-naponske prilike u minimumu i maksimumu opterećenja su uredne, no, na kraju promatranog 10 kV vodnog polja, zbog velike duljine izvoda, u maksimumu opterećenja pad napona iznosi 9,5 %.

6.1.2. Mogućnosti priključka korisnika mreže na distribucijsku elektroenergetsku mrežu (EEM)

Razmatrane su tri varijante priključka mE na EEM:

- Izgradnja TS 35/10(20) kV, 1x4 MVA i priključak mE na njezine 35 kV sabirnice
- Izgradnja TS 35/10(20) kV, 2x8 MVA i priključak mE na njezine 10(20) kV sabirnice
- Izgradnja rasklopišta 35 kV.

Svim varijantama je zajedničko da se transformatorska stanica, odnosno rasklopište 35 kV interpolira u, u neposrednoj blizini, postojeći 35 kV nadzemni dalekovod. Priključkom mE na novu TS 35/10(20) kV (varijanta 1 i 2) dolazi do pozitivnog djelovanja na naponske prilike u pripadajućoj mreži, a naročito na dugi 10 kV izvod koji je imao najveće padove napona. U svim varijantama očekivano dolazi, u odnosu na postojeće stanje, do porasta gubitaka električne snage u 35 kV mreži koja mora preuzeti većinu snage jer proizvodnja premašuje lokalni konzum. Ovo je posebno izraženo u slučaju varijante 3 – izgradnja rasklopišta 35 kV s interpolacijom u 35 kV dalekovod.



Slika 1. Shematski prikaz postojeće EEM primjera 1

Zbog predviđene izgradnje transformacije u varijantama 1 i 2 smanjuju se gubici u 10 kV mreži, a također se rasterećuje i transformacija, do sada, pojne TS 35/10 kV promatranog 10 kV konzuma. Za sve tri varijante utvrđena su optimalna uklopna stanja, u njima izračunati tehnički gubici u maksimumu i minimumu promatranog konzuma, te su prikazani u Tablici II. Naravno, za stjecanje pravog osjećaja o razini gubitaka električne energije u promatranjoj elektroenergetskoj mreži nužno ih je promatrati kroz cijelu godinu.

Tablica II.

Varijanta priključka mE	Tehnički gubici snage (kW)						Troškovi priključenja (%)	Ispunjen kriterij n-1 (DA/NE)
	u maksimumu			u minimumu				
	u 35 kV mreži	u 10 kV mreži	Ukupni	u 35 kV mreži	u 10 kV mreži	Ukupni		
1	302	67	369	291	34	325	77,5	DA
2	268	129	397	267	96	363	100	DA
3	320	88	408	292	30	322	44,4	DA

Vrijeme realizacije priključenja je podjednako i ne utječe na izbor optimalnog tehničkog rješenja.

Radi sprječavanja dodatnog utjecaja mE na naponske prilike u mreži, uslijed proizvodnje jalove snage i neželjene interakcije s automatskom regulacijom napona u 110/35 kV transformatorima, poželjno je da elektrana regulira proizvodnju jalove snage na jednoj, konstantnoj vrijednosti.

6.1.3. Zaključak

Uzimajući u obzir najvažnije kriterije, odnosno naponske prilike u mreži, ukupne gubitke i raspoloživost pojedinih varijanti, kao optimalan priključak nameće se priključak mE na 35 kV sabirnice nove TS 35/10(20) kV (Varijanta 1).

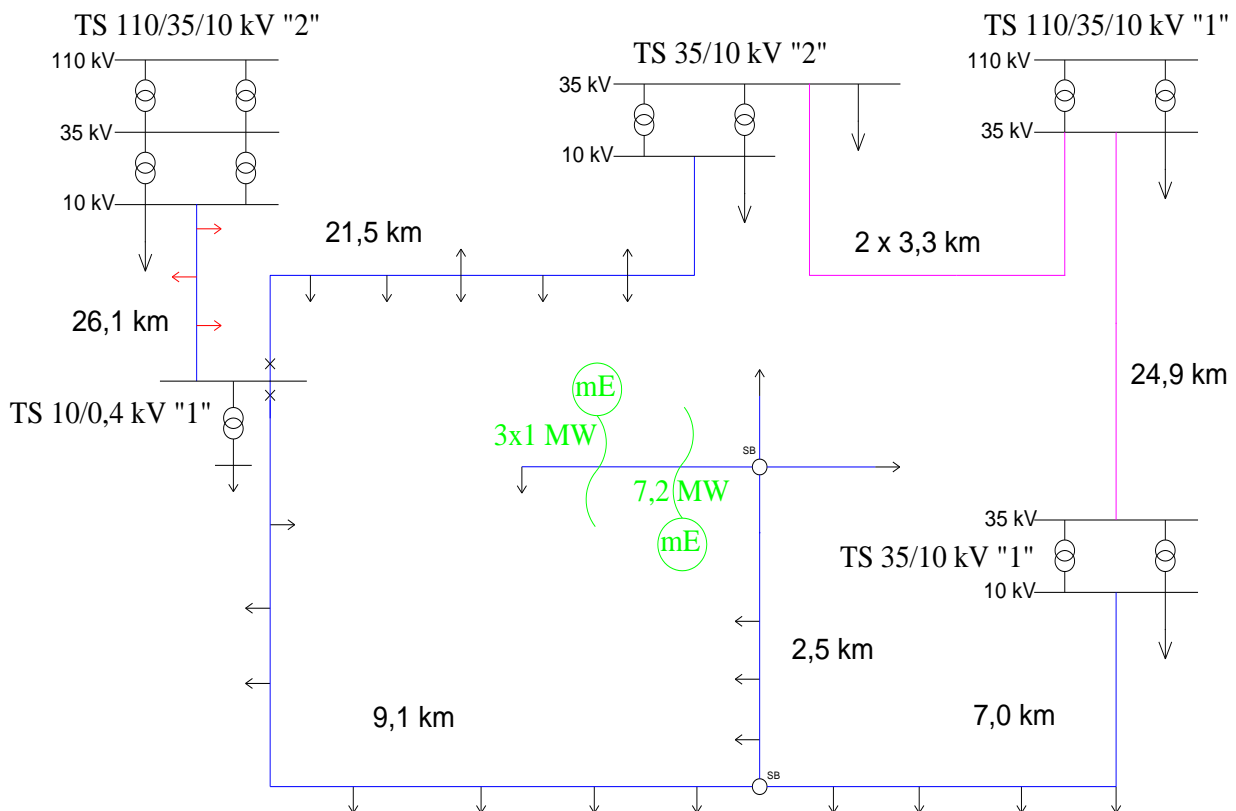
Ovakav zaključak rezultat je prilično malog konzuma u promatranjoj elektroenergetskoj mreži. S rastom konzuma u 10 kV mreži gubi se prednost priključka mE prema varijanti 1, da bi nakon određene veličine tereta počela rasti prednost priključka mE prema varijanti 2. Naravno, ovo se događa zbog toga što se sve više proizvedene električne energije počinje trošiti na naponskoj razini na kojoj se i predaje u mrežu.

Analizom kratkospojnih prilika u mreži zaključeno je da dolazi do porasta struja kratkog spoja, ali da postojeća oprema zadovoljava i u ovim uvjetima.

**6.2. Primjer 2: mE 1 nazivne snage 3 x 1 MW, s vlastitom potrošnjom 3 x 0,22 MW i
mE 2 nazivne snage 7,2 MW, s vlastitom potrošnjom 1 MW**

6.2.1. Postojeće stanje

Planirana lokacija elektrana na bioplin i biomasu (mE 1 i mE 2) nalazi se u neposrednoj blizini postojećih elektroenergetskih vodova nazivnog napona 10 kV, no, praktički na samom kraju radijalnog dijela 10 kV izvoda. Od najbliže TS 35/10 kV „1“ lokacija elektrana udaljena je oko 9,5 km mjereno trasama postojećih 10 kV dalekovoda. Gotovo sav konzum promatranog 10 kV vodnog polja nalazi se „ispred“ planirane lokacije elektrana, te iznosi 0,4 MW u minimumu i 0,9 MW u maksimumu. Strujno-naponske prilike u minimumu i maksimumu opterećenja su uredne, niti jedan vod u promatranoj mreži nije opterećen iznad 50% svoje prijenosne moći, najveći pad napona od 4% zabilježen je u maksimumu konzuma u blizini planirane lokacije elektrana.



Slika 2. Shematski prikaz postojeće EEM primjera 2

6.2.2. Mogućnosti priključka korisnika mE 1 na EEM

Analizom mogućnosti priključka na postojeću 10 kV mrežu utvrđena je neizvedivost ovakvoga priključka zbog pojave napona iznad dopuštenih granica u minimumu opterećenja uz maksimalnu proizvodnju. Zbog toga se pristupilo prijelazu 10 kV mreže na 20 kV pogonski napon. Analizom je utvrđeno značajno poboljšanje naponskih prilika (najveći pad napona manji od 1% u blizini promatrane lokacije mE) i smanjenje gubitaka, osim u slučaju minimalnog opterećenja na izvodu s dugačkim kabelskim dionicama koje generiraju veliku količinu jalovine (izvod iz susjedne TS 110/35/10 kV „2“).

Potom su razmatrane sljedeće varijante priključka mE 1 na 20 kV EEM :

- a) Priključak mE 1 radijalno na najbliži DV 20 kV
- b) Priključak mE 1 na najbliži DV 20 kV i na magistralni dalekovod

Priključkom mE 1 prema varijanti 1 raste napon promatranog izvoda, najviše na sabirnicama susretnog postrojenja, ali ostaje u dopuštenim granicama. U slučaju naglog nestanka proizvodnje, uz zadržavanje vlastite potrošnje mE 1, i u maksimumu i u minimumu konzuma, dolazi do rušenja napona (5,8%, odnosno 3%).

Priključkom mE 1 prema varijanti 2 dobiva se mogućnost n-1 sigurnosti iznošenja električne energije iz elektrane. Ovakav priključak dovodi do rasta napona u promatranom izvodu unutar dopuštenih

granica, ali i do smanjenja gubitaka u odnosu na varijantu 1. U slučaju naglog nestanka proizvodnje, uz zadržavanje vlastite potrošnje mE 1, i u maksimumu i u minimumu konzuma dolazi do rušenja napona (4,2%, odnosno 3,3%).

U minimumu konzuma (uz maksimalnu proizvodnju) u obje varijante porast napona dovodi do odrade automatske regulacije napona na transformatorima 110/35 kV, dok je minimalna vrijednost $\cos \varphi=0,85$.

Preduvjet za priključenje mE 1 je stvaranje tehničkih uvjeta u mreži u vidu prijelaza postojećih elektroenergetskih objekata na promatranom području na 20 kV pogonski napon. Budući je proces prijelaza promatrane mreže na 20 kV pogonski napon već započeo, i planira se završiti u periodu od 5 godina od izrade EOTRP, korisniku mreže su izdani uvjeti prema kojima će biti dužan financirati stvaranje tehničkih uvjeta u mreži samo ako zatraži priključak proizvodnih jedinica u periodu kraćem od 5 godina i za dio elektroenergetske mreže koji do tada neće biti spreman za 20 kV pogonski napon.

U Tablici III. prikazana je usporedba dijela kriterija za odabir optimalnog tehničkog priključka obje varijante priključenja mE 1.

Tablica III.

Varijanta priključka mE	Tehnički gubici snage (kW)						Troškovi priključenja (%)	Ispunjen kriterij n-1 (DA/NE)
	u maksimumu			u minimumu				
	u 35 kV mreži	u 10 kV mreži	Ukupni	u 35 kV mreži	u 10 kV mreži	Ukupni		
1	185	61	246	41	68	109	100	NE
2	182	50	232	39	56	95	161	DA

6.2.3. Mogućnosti istovremenog priključka korisnika mE 1 i mE 2 na EEM

Neposredno nakon podnošenja zahtjeva za izradu EOTRP mE 1 zaprimljen je i zahtjev za izradom EOTRP mE 2. Planirana lokacija mE 2 nalazi se na susjednoj katastarskoj čestici mE 1. Radijalni priključak za obje elektrane nije razmatran budući dopuštena termička struja dijela izvoda (AlFe 3x50/8 mm²) ne dopušta iznošenje viška snage niti na 20 kV.

Razmatrane su sljedeće varijante priključka obje mE na EEM:

- Priključak na najbliži DV 20 kV i na magistralni dalekovod
- Priključak radijalno na 35 kV sabirnice TS 35/10(20) kV „1“

Priključkom elektrana prema varijanti 3 dolazi do rasta napona unutar dopuštenih granica u promatranom mreži. Ujedno dolazi do okretanja toka snage u 35 kV mrežu, prema nadređenoj TS 110/35 kV. Zbog iznošenja viška električne energije dolazi do većeg opterećenja 20 kV dionica na magistrali (sve su opterećene preko 50%, a najviše 73%). U minimumu konzuma (uz maksimalnu proizvodnju) porast napona dovodi do odrade automatske regulacije napona na transformatorima 110/35 kV. Faktor snage generatora tijekom minimuma mora biti ograničen na 1 kako ne bi došlo do pojave previsokih napona.

Osnovna razlika priključka elektrana prema varijanti 4, u odnosu na varijantu 3, je povećanje gubitaka u 35 kV mreži, rasterećenje 20 kV dalekovoda i pad gubitaka u 20 kV mreži uslijed preseljenja proizvodnje na 35 kV razinu, ali i okretanje toka snage na transformatorima 110/35 kV prema prijenosnoj mreži (147 kW) zbog smanjenja ukupnih gubitaka u iznosu od 281 kW.

U slučaju naglog nestanka proizvodnje uz zadržavanje vlastite potrošnje elektrana, u maksimumu i minimumu, dolazi do rušenja napona na 20 kV sabirnicama susretnog postrojena (9,5% i 8,4% u varijanti priključenja 3, te 6,5% i 5,8% u varijanti 4).

6.2.4. Zaključak

Pored navedenih varijanti zajedničkog priključenja mE 1 i mE 2 na EEM razmatrane su i varijante samostalnog priključenja mE 2. Naime, zbog nepoznatih podataka o dinamici izgradnje proizvodnih postrojenja, a samim tim i trenutka priključenja istih na elektroenergetski sustav nužno je bilo razmotriti sve moguće varijante. Dodatnim analizama utvrđena je izvedivost priključenja mE 2 preko dva 20 kV kraka u 20 kV mrežu, kao i njezino priključenje radijalnim dalekovodom 35 kV što se moglo i očekivati temeljem rezultata zajedničkog priključka. Budući su investitori zahtjev za izdavanje PEES uputili sa znatnim vremenskim odmakom opisani pristup se pokazao sasvim opravdanim.

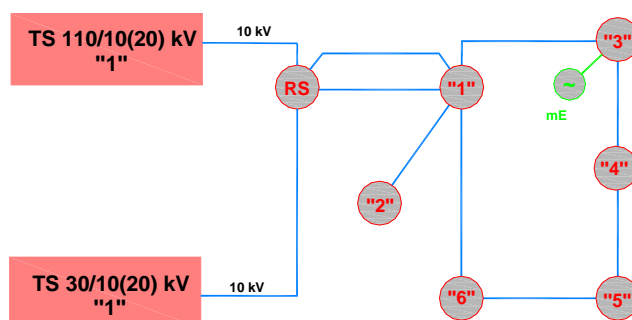
Uzimajući u obzir sve navedeno, optimalno tehničko rješenje priključka mE 1 odabrano je prema varijanti 2, a mE 2 izgradnjom radijalnog 35 kV priključka do TS 35/10(20) kV „1“.

Zbog nepoznate konačne odluke investitora mE 1 o datumu izgradnje i ulaska u pogon proizvodnih jedinica, kao i njihovom broju (1, 2 ili sve 3) prilikom izdavanja PEES bilo je nužno propisati takve uvjete koji neće ovisiti o etapnosti izgradnje. Stoga su odabrana takva susretna postrojenja (ukupno 3) koja će sustavom ulaz-izlaz biti povezana međusobno i sa oba kraka 20 kV dalekovoda. Svako susretno postrojenje, na koje će se priključiti jedna proizvodna jedinica (1 MW) mE 1 sadrži sljedeću primarnu opremu: dva vodna polja 20 kV za povezivanje s postojećom 20 kV mrežom (odnosno sa susjednim susretnim postrojenjem), spojno i obračunsko mjerno polje, te vodno polje 20 kV s prekidačem za odvajanje jedne proizvodne jedinice mE 1 i spojno i obračunsko mjerno polje, te vodno polje 20 kV za priključak vlastite potrošnje jedne jedinice mE 1. U prvoizgrađenom susretnom postrojenju nalazit će se i trafo polje kućnog transformatora s transformatorom 20/0,4 kV preko kojega će se napajati vlastita potrošnja svih susretnih postrojenja.

Susretno postrojenje na koje će se priključiti mE 2 sadrži sljedeću primarnu opremu: vodno polje 35 kV za povezivanje sa postojećom TS 35/20(10) kV, vodno polje 35 kV sa prekidačem za odvajanje za priključak mE 2 (proizvodnje) na susretno postrojenje, vodno polje 35 kV za priključak vlastite potrošnje mE 2 i naponsko mjerno polje. Svi sklopni uređaji biti će uvedeni u sustav daljinskog upravljanja. Vlastita potrošnja susretnog postrojenja napajati će se preko niskonaponskog kabela iz obližnje TS 20(10)/0,4 kV. Analizom kratkospojnih prilika u mreži zaključeno je da dolazi do porasta struja kratkog spoja, ali da postojeća oprema zadovoljava i u ovim uvjetima.

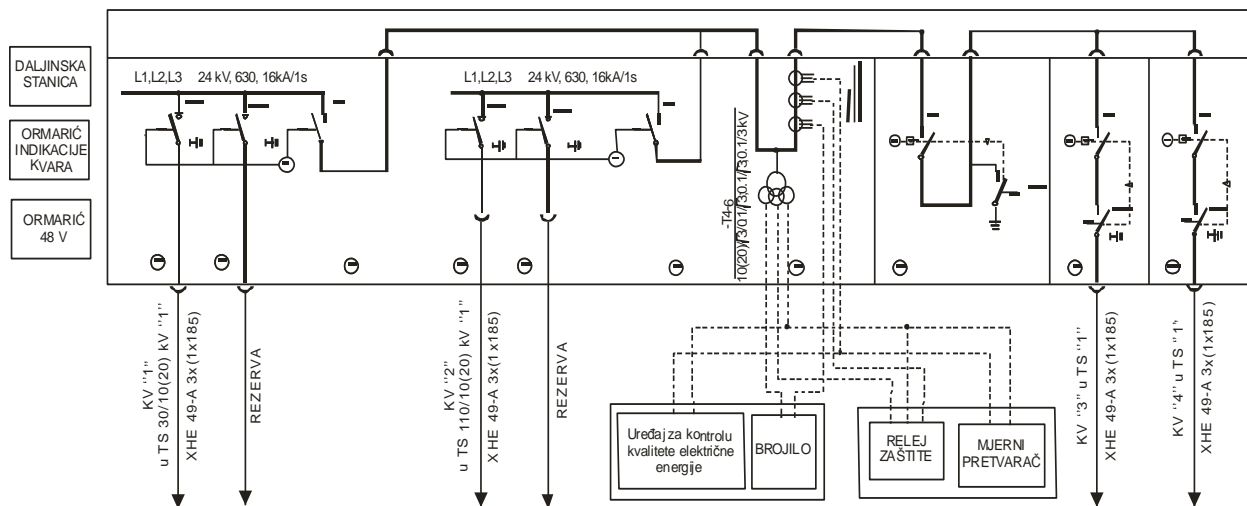
6.3. Primjer 3: mE nazivne snage 2,5 MW i vlastitom potrošnjom 4 MW

Elektrana (mE) priključne snage 2.5 MW priključena je na SN mrežu preko susretnog postrojenja – rasklopišta RS, kako je prikazano na slici 3. SN priključak RS izveden je direktnim SN kabelima presjeka 185 mm² prema najbližim napojnim točkama, kako bi se zadovoljio kriterij n-1. Proizvodnja električne energije u elektrani, čiji su generatorski prekidači u internoj TS korisnika mreže oznake "3", služi korisniku mreže za rezanje vršnog opterećenja vlastite potrošnje cjelokupnog postrojenja. Preko dvosmjernog OMM odobrene priključne snaga kupca 4 MW, a proizvođača 2,5 MW, odvija se primopredaja razlike proizvedene i potrošene energije.



Slika 3. Shematski prikaz SN mreže operatora i mE

Investitor je u fazi podnošenja zahtjeva za PEES odlučio odstupiti od predloženog tehničkog rješenja iz EOTRP-a, kojim se predlagalo izgradnja dodatnog OMM za predaju sve proizvedene električne energije u mrežu, zbog tadašnje procjene o neisplativosti takvog rješenja s obzirom na tadašnju cijenu za proizvedenu električnu energiju za taj tip elektrane.



Slika 4. Jednopolna shema susretnog postrojenja mE

Radi priključenja elektrane OMM je opremljeno dvosmjernim kombi brojilom i strujnim mjernim transformatorima s tri jezgre. Prekidač za odvajanje smješten je u spojnom polju, a prema postrojenju korisnika mreže odlaze dva SN kabela. U susretnom postrojenju trajno je ugrađen uređaj za mjerenje kvalitete električne energije, te usmjerena relejna zaštita. Susretno postrojenje uključeno je u sustav daljinskog vođenja, te se daljinski upravlja prekidačem za odvajanje, kao i svim vodnim poljima. Jednopolna shema susretnog postrojenja dana je na slici 4.

Trošak izvedenih radova u RS na aktiviranju suprotnog smjera električne energije na postojećem OMM kupca, odnosno mjerenja predaje električne energije u mrežu iznose 11.2 % u odnosu na trošak tehničkog rješenja danog u EOTRP-u. Najveći dio tog troška iz EOTRP-a otpada na polaganje novog SN kabela između RS i interne TS "3".

7. ZAKLJUČAK

Pojavom zahtjeva za priključenje elektrana, temeljem [3] pristupilo se izradi EOTRP-a. U prvim EOTRP-ima najveći izazov je bila netipična konfiguracija susretnog postrojenja, a analiza mreže je bila jednostavna jer se ograničavala na lokalni utjecaj razmatrane elektrane.

Temeljem stečenih iskustava kroz više od sto izrađenih EOTRP-a, opremiti susretno postrojenje više nije izazov, jer su tehnička rješenja u visokoj mjeri već utvrđena kao univerzalna (tipska) rješenja, dok je analiza mreže sve složenija. Porastom broja elektrana u lokalnoj mreži, širi se obuhvat razmatrane mreže, jer se utjecaji više elektrana u okruženju superponiraju i promjena parametara jedne elektrane utječe na okolnosti i u udaljenim dijelovima mreže.

Izazov je osmisliti optimalna tehnička rješenja za različite varijacije redoslijeda priključenja elektrana u lokalnoj mreži. Pojava elektrana koje su tehnički neutemeljeno pretvorene u više elektrana u cilju „lova na poticaje“, dodatno usložnjava analizu mreže. Poticanjem izgradnje elektrana u gospodarskim zonama nastaju težišta proizvodnje redovito značajno udaljena od konzuma (i postojeće jake elektroenergetske mreže), što zahtjeva intenzivan razvoj i širenje mreže isključivo za potrebe preuzimanja energije i njenog prijenosa do udaljenog konzuma. Osmišljavanje koncepcije širenja mreže temeljem nepoznate dinamike (ne)realizacije ovih elektrana postaje poseban izazov.

Ipak, osnovni kriteriji za odabir optimalnog tehničkog rješenja priključenja primjenjivi su u svim slučajevima. Očuvanje naponskih okolnosti unutar dopuštenih granica i minimalnih gubitaka u mreži, te očuvanje stečenih prava postojećih korisnika mreže, zadovoljenje kriterija n-1, uz minimalne troškove priključenja i minimalno vrijeme realizacije priključenja tek uzima zamah. EOTRP-i na svakoj novoj elektrani pokazuju svoju nezamjenjivost, jer se, uz sve veći broj potencijalnih elektrana u mreži, bez detaljne analize ne može, u velikom broju slučajeva, niti naslutiti optimalno tehničko rješenje priključenja.

Sužen manevarski prostor za pogon mreže, te korištenje svih raspoloživih resursa mreže, uz sve uže margine sigurnosti, nameće kao nužnost oprez i disciplinu u donošenju preciznih stručnih odluka. S aspekta očuvanja temeljnih vrijednosti struke najveći doprinos pojave distribuirane proizvodnje je povratak distribucijskih inženjera analizi mreže, proračunima i donošenju odluka isključivo temeljem stručnih analiza, što daje sigurnost i predstavlja zdrav temelj za opstanak i razvoj distribucijske mreže suočene s izazovima distribuirane proizvodnje.

LITERATURA

- [1] Mrežna pravila elektroenergetskog sustava (NN br. 36/06)
- [2] Opći uvjeti za opskrbu električnom energijom (NN br. 14/06)
- [3] Pravilnik o naknadi za priključenje na EEM i za povećanje priključne snage (NN br. 28/06)
- [4] Tehnički uvjeti za priključak malih elektrana na elektroenergetski sustav Hrvatske elektroprivrede (HEP Vjesnik, Bilten br. 66)
- [5] Tehnički uvjeti za obračunska mjerna mjesta u nadležnosti HEP ODS-a (HEP Vjesnik, Bilten 246)
- [6] Pravilnik o korištenju obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 67/07)
- [7] Pravilnik o stjecanju statusa povlaštenog proizvođača električne energije (NN br. 67/07)
- [8] Tarifni sustav za proizvodnju el. en. iz obnovljivih izvora energije i kogeneracije (NN br. 33/07)
- [9] HEP-ODS, HEP-OPS: Naputak za primjenu važećih zakona i pravilnika glede uspostavljanja priključka obnovljivih izvora električne energije i kogeneracije na distribucijsku i prijenosnu mrežu
- [10] M. Čavlović, "Razvoj nove koncepcije konfiguracije susretnog postrojenja za priključak korisnika mreže na 10(20) kV naponskoj razini", 2.(8.) savjetovanje CIRED, Umag, svibanj, 2010., SO1-08